考虑光储系统故障时间修正的并网型微电网可靠性评估

岳大为[1]，姜 毅[2]，杨明哲[1]，李练兵[1]，商悦阳[1]，张帅龙[2]
(1.河北工业大学 省部共建电工装备可靠性与智能化国家重点实验室，天津 300130；2.河北工业大学 人工智能与数据科学学院，天津 300130)

摘 要：光伏、储能的精确建模是分析并网型微电网系统稳定性和可靠性的关键。文章首先建立系统可靠性评估模型，对光储系统故障修复时间模型和元件故障率模型进行修正，建立了考虑储能蓄电池寿命的充放电模型；其次，定义了可靠性指标，并提出了负荷削减和孤岛划分策略，基于序贯蒙特卡洛模拟法提出了考虑光储系统故障修复时间模型修正的并网型微电网可靠性评估方法；最后，将改进的 IEEE RBTS BUS6 F4 馈线作为算例系统，对比分析了光储系统故障修复时间修正模型对并网型微电网可靠性的影响。结果表明，光储系统故障时间修正模型考虑了系统内部的实际修复过程，能更准确地评估微电网的可靠性。

关键词：光伏；储能；并网型微电网；故障修复时间模型；序贯蒙特卡洛模拟法
中图分类号：TK51 **文献标志码**：A **文章编号**：1671-5292(2025)11-1510-07

0 引言

传统化石能源的日渐枯竭和环境的恶化，促进了光伏(Photovoltaic，PV)发展[1]，但光伏容易受到环境影响，具有强不确定性，而储能系统能够凭借其快速功率调节来平滑光伏发电的波动性[2]。集成光伏和储能装置的微电网可有效提高电力系统的可靠性和灵活性。

微电网分为并网型和孤岛型，其中并网型微电网可以在外部电网故障时断开与外部电网的连接，进入孤岛运行模式，使并网型微电网的运行方式更加灵活，其可靠性评估也更加复杂。目前，针对光伏接入的并网型微电网可靠性研究主要集中在光伏输出功率建模方面。文献[3]研究了光伏输出功率的 Beta 分布参数(α 和 β)对并网型微电网可靠性的影响。文献[4]假设太阳辐射服从正态功率分布，得到了不同时间段的光伏输出功率，进而对沙特阿拉伯地区的并网型微电网进行可靠性评估。文献[5]综合考虑辐照度、温度和运行容量等工况约束因素，提出了改进的光伏出力模型，并进一步分析其对系统可靠性评估的影响。然而，以上研究均在光伏故障模型上采用固定的故障修复时间，并未考虑光伏系统的状态修复过程，不能准确地体现光伏系统的出力，从而影响系统可靠性评估结果的准确性。储能提高了系统的供电可靠性。文献[6]分析了储能装置的运行策略、容量、充放电功率对并网型微电网可靠性水平的影响。文献[7] 比较了光伏和储能系统容量对并网型微电网可靠性的影响，发现增加储能容量的可靠性优化效果优于增加光伏容量。但以上研究并未考虑储能系统内部元件故障导致的容量变化对系统可靠性的影响。

本文建立了并网型微电网可靠性评估模型，对光储系统故障修复时间模型进行了修正，建立了考虑储能电池寿命的充、放电模型以及基于马尔科夫链的元件故障率修正模型；然后，定义了并网型微电网的可靠性评估指标，并提出了负荷削减及孤岛划分策略，基于序贯蒙特卡洛模拟法，提出了考虑光储系统故障修复时间修正的并网型微电网可靠性评估方法；最后，将改进的 IEEE RBTS BUS6 F4 馈线作为算例系统，分析了光储系统故障修复时间模型修正后系统的可靠性。

1 并网型微电网可靠性模型

1.1 光伏故障修复时间修正模型

传统光伏发电系统的故障修复模型时间均采用固定值 T_m，当经过 T_m 时，系统内部的元件才会被修复。该模型在故障时将系统内部元件分为个

收稿日期：2024-07-23。
基金项目：河北省重点研发计划资助项目(20314301D)。
作者简介：岳大为(1978-)，男，博士，副教授，研究方向为电力系统运行与控制、新能源技术等。E-mail：cdc@hebut.edu.cn

体进行分析以评估发电系统的降额状态；而故障修复时又将系统看作一个整体，没有考虑内部设备的综合运行状态对光伏系统出力的影响,因此,不能准确地描述光伏发电系统的出力情况。

本文提出了光伏发电系统的故障修复时间修正模型，能够清晰反映光伏发电系统内部每个设备的运行状态，并能准确地描述光伏发电系统的出力情况。该模型将光伏板、逆变器、并网变压器、电网看作一条支路,若为通路,则 L_x=1;反之,L_x=0,设时间为 t(t=1,2,3,……)。

$$T_t=\begin{cases}1, \sum_{x=1}^{y} L_x=0\\ 0, \sum_{x=1}^{y} L_x\neq 0\end{cases} \tag{1}$$

$$T_{rc}=\sum T_t \tag{2}$$

式中:T_t 为光伏的故障修复时间修正因子;T_{rc} 为修正后的光伏故障修复时间;x 为支路编号;y 为支路条数。

为了能够更好地描述 PV 的出力情况，本文引入了输出状态系数（Output Status Coefficient, OSC)来描述光伏系统内部元件运行状态。光伏发电系统的 OSC 为

$$A_{OSC}=\frac{\sum_{x=1}^{y} L_x}{y}, 0\leqslant \sum_{x=1}^{y} L_x\leqslant y \tag{3}$$

假设光伏发电系统内部元件一旦发生故障就会立即进行修复,并且故障元件可以同时修复,对各个内部元件的运行状态进行实时监测，并判断 t 时刻光伏发电系统内部各个元件是否存在故障,进而实时更新 OSC,其判别式为

$$T_{TTF,J}\leqslant t\leqslant T_{TTF,J}+T_{TTR,J}(J=1,2,3\cdots z) \tag{4}$$

式中:$T_{TTF,J}$ 和 $T_{TTR,J}$ 分别为第 J 个元件的正常工作时间和故障修复时间;z 为光伏发电系统内部元件数量。

1.2　储能蓄电池充、放电及故障修复时间修正模型

储能电池可以平抑分布式光伏的随机性和波动性。本文选用储能蓄电池（Energy Storage Batteries, ESB)作为微电网的储能装置,其充、放电模型见文献[8]。为了能够延长电池的使用寿命,本文设计了 ESB 的充、放电控制策略。当荷电状态过低或者过高时,ESB 以最大功率进行充电或放电,此时为了减小 ESB 受到的充、放电电流应力,控制充、放电功率线性减小,直至为零,其表达式为

$$P_{ESB}^{ch}(t)=\begin{cases}P_{ch}^{max}, S_{OC}^{min}\leqslant S_{OC}(t)\leqslant S_{OC_{ch}}^{c}\\ \dfrac{S_{OC}(t)-S_{OC_{ch}}^{c}}{S_{OC}^{max}-S_{OC_{ch}}^{c}}, S_{OC_{ch}}^{c}<S_{OC}(t)\leqslant S_{OC}^{max}\end{cases} \tag{5}$$

$$P_{ESB}^{dis}(t)=\begin{cases}P_{dis}^{max}, S_{OC_{dis}}^{c}\leqslant S_{OC}(t)\leqslant S_{OC}^{max}\\ \dfrac{S_{OC_{dis}}^{c}-S_{OC}(t)}{S_{OC_{dis}}^{c}-S_{OC}^{min}}, S_{OC}^{min}<S_{OC}(t)\leqslant S_{OC_{dis}}^{c}\end{cases} \tag{6}$$

$$S_{OC}(t)=\frac{E_{ESB}(t)}{E_{ESB}^{max}} \tag{7}$$

式中:P_{ESB}^{ch},P_{ESB}^{dis},$E_{ESB}(t)$分别为 t 时刻 ESB 的充电功率、放电功率和容量;P_{ch}^{max},P_{dis}^{max} 分别为 ESB 的最大充电功率、最大放电功率;E_{ESB}^{max} 为 ESB 储能容量最大值;$S_{OC}(t)$为储能电池 t 时刻的荷电状态;S_{OC}^{max},S_{OC}^{min} 分别为荷电状态的最大值和最小值;$S_{OC_{ch}}^{c}$,$S_{OC_{dis}}^{c}$分别为储能电池充电状态和放电状态的荷电临界值。

储能系统由储能电池组、双向变流器、变压器组成。任何元件的损坏有可能导致储能系统容量下降，故本文建立了储能系统的故障修复时间修正模型,并且得到系统的实时容量为

$$T_t^{ESB}=\begin{cases}1, \sum_{a=1}^{b} L_a=0\\ 0, \sum_{a=1}^{b} L_a\neq 0\end{cases} \tag{8}$$

$$T_{rc}^{ESB}=\sum T_t^{ESB} \tag{9}$$

$$E_{ESB}^{max}(t)=\frac{\sum_{a=1}^{b} L_a}{b}E_{ESB}^{max}, 0\leqslant \sum_{a=1}^{b} L_a\leqslant b \tag{10}$$

式中:a 为支路编号;b 为储能系统中双向变流器的数量;T_t^{ESB} 为储能系统的故障修复时间修正因子;T_{rc}^{ESB} 为修正后的储能系统故障修复时间;$E_{ESB}^{max}(t)$为 t 时刻考虑储能系统内部元件故障后得到的最

大容量。

1.3 元件故障率修正模型

假设元件采用两状态可靠性模型，基准故障率 λ 和修复率 μ 分别为常数,元件的无故障工作时间和故障修复时间均服从指数分布，则元件状态转移过程为连续时间齐次马尔科夫链[9]。结合状态转移概率所满足的柯尔莫哥洛夫前向方程可以得到：

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\boldsymbol{p}(t)=\boldsymbol{p}(t)\boldsymbol{A} \tag{11}$$

式中：$\boldsymbol{A}$ 为状态转移矩阵；$\boldsymbol{p}(t)=[p_1(t),p_2(t),\cdots p_n(t)]$为行向量,表示 t 时刻各个状态的概率集合。

假设元件的正常工作状态为 1，故障状态为 0,且初始时刻元件处于正常工作状态。结合文献[10]中的时变故障率,由式(11)得到两状态元件处于故障状态的时变状态概率为

$$p_0(t)=\begin{cases}\dfrac{t^{1-\beta}\lambda}{t^{1-\beta}\lambda+\mu}-\dfrac{t^{1-\beta}\lambda}{t^{1-\beta}\lambda+\mu}\mathrm{e}^{-(t^{1-\beta}\lambda+\mu)t}, & t<T_1\\ \dfrac{\lambda}{\lambda+\mu}-\dfrac{\lambda}{\lambda+\mu}\mathrm{e}^{-(\lambda+\mu)t}, & T_1\leqslant t\leqslant T_2\\ \dfrac{(1+\beta t^{\beta-1})\lambda}{(1+\beta t^{\beta-1})\lambda+\mu}-\dfrac{(1+\beta t^{\beta-1})\lambda}{(1+\beta t^{\beta-1})\lambda+\mu}\mathrm{e}^{-[(1+\beta t^{\beta-1}\lambda)+\mu)]t}, & t>T_2\end{cases} \tag{12}$$

式中：$p_0(t)$可以等效为元件修正后的时变故障率；β 为威布尔参数；T_1,T_2 分别为文献[10]故障初始阶段的结束时刻和稳定阶段的结束时刻。

1.4 光伏出力和负荷可靠性模型

光伏出力的不确定性主要受太阳辐照强度影响,辐照强度服从 Beta 分布,光伏输出功率的概率密度函数见文献[11],光伏时序负荷模型见文献[12]。

2 并网型微电网可靠性评估

2.1 可靠性评估指标

本文采用的常用系统可靠性指标包括：系统平均停电频率指数（System Average Interruption Frequency Index,SAIFI）、系统平均停电持续时间指数(System Average Interruption Duration Index,CAIDI)、平均供电可用率指数（Average Service Availability Index,ASAI）和系统电力不足期望值(Expected Energy Not Supplied,EENS)[13]。负荷点可靠性指标包括负荷点平均故障率和负荷点年平均停电时间[14]。

为了更全面地评估并网型微电网的可靠性，本文定义了如下可靠性指标。

①孤岛运行稳定率（Probability of Steady Operation in Islanded Mode,PSOIM),可以反映微电网在孤岛运行状态下的供电稳定率。

$$I_{\mathrm{IM}}=\frac{N_{\mathrm{s}}}{N_{\mathrm{is}}}\times100\% \tag{13}$$

式中：N_{s} 为孤岛运行状态下无切负荷运行的次数；N_{is} 为形成孤岛运行的总次数。

②整体孤岛率（Overall Islanding Rate,OIR）和部分孤岛率(Partial Islanding Rate,PIR),前者为微电网整体切换至孤岛运行的概率，后者为微电网中部分负荷转至孤岛运行的概率。

$$I_{\mathrm{OIRI}}=\frac{N_{\mathrm{o}}}{N_{\mathrm{rt}}}\times100\% \tag{14}$$

$$I_{\mathrm{PIRI}}=\frac{N_{\mathrm{p}}}{N_{\mathrm{rt}}}\times100\% \tag{15}$$

式中：N_{rt} 为系统运行周期内故障抽样次数；N_{o} 为微电网整体转至孤岛运行的次数；N_{p} 为部分负荷转至孤岛运行的次数。

2.2 负荷削减和孤岛划分策略

当上层配电网发生故障时，微电网可由并网模式切换到孤岛模式独立运行，并且可以通过削减负荷的方式实现孤岛划分，尽可能减小故障所造成的影响。

2.2.1 负荷削减

负荷削减直接影响系统的可靠性水平，因此本文从系统的可靠性评估角度出发，采用基于负荷权重的负荷削减策略，即将所有负荷节点的功率与其对应的权重系数相乘，得到的值由小到大排列,得到切负荷顺序。

①根据所建立的 PV 出力模型和时序负荷模型,计算得到微电网内 PV 出力 $P_{\mathrm{PV}}(t)$和负荷功率 $P_{\mathrm{L}}(t)$。根据 $P_{\mathrm{J}}(t)=P_{\mathrm{PV}}(t)-P_{\mathrm{L}}(t)$可以得到净负荷功率 $P_{\mathrm{J}}(t)$。

②若 $P_{\mathrm{J}}(t)\geqslant0$,则系统可靠运行,不需要削减负荷。

③若 $P_{\mathrm{J}}(t)<0$,但 $P_{\mathrm{PV}}(t)+P_{\mathrm{ESB}}(t)-P_{\mathrm{L}}(t)\geqslant0$,此时，可以通过储能系统和 PV 联合出力来满足负荷需求,系统可靠运行。若此时依靠储能系统还无法满足供电，则按照负荷的重要程度进行负荷削减。

④若始终无法满足 $P_J(t)+P_{ESB}(t)\geqslant 0$,则微电网内负荷全部断电,无法转至孤岛运行模式。

2.2.2　孤岛划分

根据深度优先搜索法 (Depth First Search, DFS)确定每个光储系统的供电可行域[15]。若几个供电可行域存在重合，则合并为一个供电可行域,光储系统联合出力。孤岛区域划分步骤如下。

①以光储系统所在节点为根节点，利用 DFS 搜索与此节点相邻接的所有负荷节点划入孤岛范围内。

②由前文判断是否需要负荷削减,若不需要转到④;否则进行下一步。

③根据切负荷顺序切除最小值对应的节点,更新孤岛范围,转到②。

④得到光储系统的孤岛供电可行域。

2.3　基于序贯蒙特卡洛的并网型微电网可靠性评估流程

电力系统常用的可靠性评估方法有解析法和模拟法,模拟法又分为非序贯蒙特卡洛模拟法和序贯蒙特卡洛模拟法。由于本文考虑的光储系统故障时间修正模型是基于元件的正常运行时间以及故障修复时间得到的,解析法和非序贯蒙特卡洛模拟法无法获得元件状态停留时间等时序信息,而序贯蒙特卡洛模拟法可以清晰地得到元件的时序信息,能更充分地反映并网型微电网系统的不确定性和时变性[16],故选取序贯蒙特卡洛模拟法对并网型微电网进行仿真分析,其评估算法流程如图 1 所示。

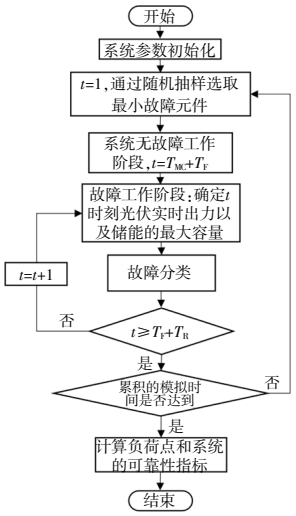


图 1　可靠性评估流程

Fig.1 Reliability assessment process

步骤 1:系统数据初始化。输入系统参数,设置系统的初始模拟时间 $T_{MC}=0$。

步骤 2:令 $t=1$。对系统内所有非光储元件进行随机抽样,求出元件的正常工作时间 $T_{TTF,i}$ 以及故障修复时间 $T_{TTR,i}$。选取 $T_{TTF,i}$ 最小的元件为故障元件，此故障元件的正常运行时间和故障修复时间分别为 T_F 和 T_R。

步骤 3：若无故障元件，则系统处于并网状态。系统内负荷由 PV 和上层配电网联合供电,假设此阶段可以满足所有负荷需求。$t=T_{MC}+T_F$;否则进行下一步。

步骤 4:采用 1.1,1.2 节光储系统故障修复时间模型确定 t 时刻光伏实时出力以及储能的最大容量。

步骤 5:故障分类,若故障元件为变压器,则与之相连的负荷点断电;若故障元件为断路器、线路或者隔离开关，判断故障元件是否在供电路径上。对于路径上的故障元件,若位于微电网外部则对应的负荷点断电;若位于微电网内部,则由 2.2 节得到的光储孤岛供电可行域范围外的负荷点断电。

步骤 6:若 $t<T_F+T_R$,则 $t=t+1$,返回步骤 3;否则进行下一步。

步骤 7:累计仿真时间 $T_{MC}=T_{MC}+T_F+T_R$,若 $T_{MC}<N\times 8\,760$,则返回步骤 2;否则进行下一步。

步骤 8：根据累计的负荷停电时间和停电次数等数据求解各可靠性指标。

3　算例分析

本文采用改进的 IEEE RBTS BUS6 F4 馈线系统作为含分布式光伏的并网型微电网测试系统,如图 2 所示。该系统包含 30 个线路、23 个负

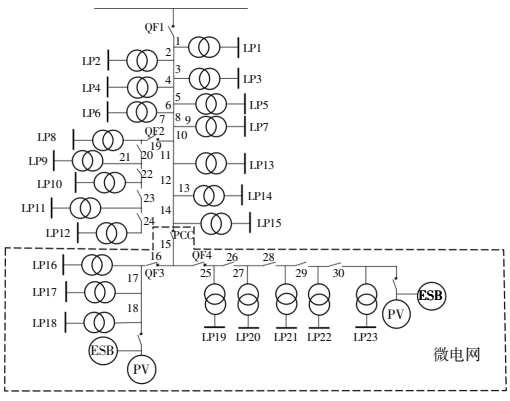


图 2　改进的 IEEE RBTS BUS6 F4 馈线系统

Fig.2 Improved IEEE RTBS BUS6 F4 feeder system

荷点、23 个变压器、4 个断路器以及 8 个隔离开关，另外在馈线 18 和 30 处接入了分布式光伏系统,PV 的额定功率为 10 MW，虚线部分为微电网,其通过公共连接点(PCC)接入配电网。

元件的不确定性参数见表 1[17]。其中光伏发电数据用作模型修正前的平均修复时间。负荷参数见表 2[18,19]。

表 1 元件的不确定性参数

Table 1 The uncertainty parameter of the component

元件	故障率/次·a^{-1}	平均修复时间/h
光伏发电	–	72
线路	0.05	10
断路器	0.006	4
逆变器	0.253	26
储能电池组	0.033	24
隔离开关	0.006	4
储能系统	–	50
变压器	0.015	20
熔断器	0.006	4
太阳能板	0.000 133	3
双向变流器	0.487	39

表 2 负荷参数

Table 2 Load parameters

负荷点	峰值负荷/MW	平均负荷/MW	用户数量
1,6	0.296 4	0.165 9	147
2	0.322 9	0.180 8	126
5	0.369 8	0.207 0	132
8,13,16,19	0.277 6	0.155 4	79
10,15,17,22	0.283 1	0.158 5	76
3,11,18	0.651 7	0.250 1	1
4,12	0.686 0	0.263 3	1
7,23	0.796 5	0.305 7	1
14,21	0.737 5	0.283 1	1
9,20	0.502 5	0.192 9	1

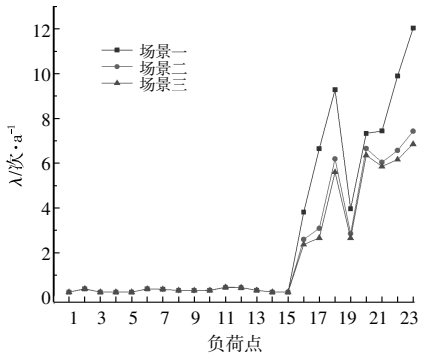
设两个储能系统容量均为 1 MW·h,最大充、放电功率为 0.35 MW。本文划分 3 个场景来研究光伏和储能的故障时间修正模型对系统可靠性的影响,分别对 3 个场景进行统计仿真。场景一:不考虑光储系统故障时间修正模型;场景二:只考虑光伏故障时间修正模型;场景三:考虑光储系统故障时间修正模型。得到系统以及负荷点的可靠性指标如表 3 和图 3 所示。

由图 3 可以发现，由于光储系统只能给微电网内部负荷供电，所以外部负荷可靠性不会受到光储系统故障修复时间修正模型的影响。负荷点

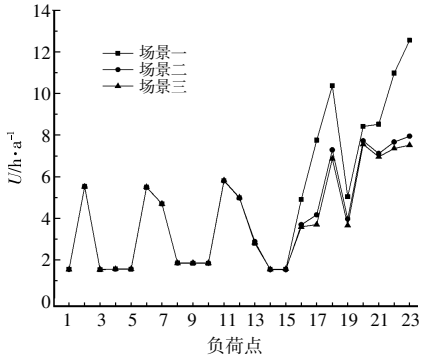
表 3 系统可靠性指标

Table 3 System reliability metrics

可靠性指标	场景一	场景二	场景三
ASAI/%	99.953	99.957	99.958
SAIDI/次·(户·a)$^{-1}$	4.127 2	3.772 8	3.642 6
SAIFI/次·(户·a)$^{-1}$	1.457 2	1.077 2	1.065 5
EENS/MW·h·a^{-1}	24.764 9	20.215 4	19.054 6
PSOIM/%	0.794 55	0.850 79	0.862 16
OIR/%	0.142 54	0.218 72	0.235 26
PIR/%	0.023 053	0.056 556	0.063 146



(a)负荷点故障率



(b)负荷点年平均停电时间

图 3 负荷点可靠性指标

Fig.3 Load point reliability index

的可靠性水平参差不齐，这是因为本文采用的孤岛划分原则会根据实时负荷的大小和权重以及光储系统出力来不断地调整孤岛的范围，尽可能地满足高等级负荷用电。通过对 3 个场景进行比对，发现场景二和场景三中处于微电网内的负荷故障率以及年平均停电时间较前一场景均有不同程度的减少,其中场景二的变化程度较大。综上分析，得出如下结论。

①由于光伏和储能的出力顺序不同，首先考虑光伏出力,而储能相当于备用电源,再加上储能输出功率远小于光伏出力，故前者故障修复时间修正模型对系统以及负荷可靠性的影响要大于

后者。

②光储系统故障修复时间模型修正前，当系统出现故障后,会在 0 出力状态持续很长时间。反观模型修正后,PV 的 OSC 以及储能容量会随系统内部元件的故障修复实时变化，两个模型的修正使得系统和负荷的可靠性均有了较大的提升,表明在可靠性评估中，光储系统内部元件的修复不容忽视。

4　结束语

本文建立了光储系统故障修复时间修正模型、储能蓄电池充、放电模型和元件故障率修正模型,定义了系统和负荷点的可靠性指标,基于序贯蒙特卡洛模拟法，提出了并网型微电网可靠性评估方法。通过算例仿真分析,修正后的光储系统故障修复时间模型更加细致化。从系统内部入手,考虑了不同元件故障修复过程，进而解决了以往将系统看做一个整体来考虑故障修复时间的不足,能更准确地评估光储系统故障修复对并网型微电网可靠性的影响。

参考文献:

[1] 路红池,谢开贵,王学斌,等.计及多能存储和综合需求响应的多能源系统可靠性评估 [J]. 电力自动化设备,2019,39(8):72-78.

[2] 程庭莉,陈民铀,罗欢.含可再生能源发电的配网储能多目标优化配置方法 [J]. 电网技术,2017,41(9):2808-2815.

[3] 翁志鹏,周京华,李津,等.含风光接入的微电网可靠性影响分析[J].综合智慧能源,2023,45(1):67-74.

[4] Alahmed A,Siddiki M K,Chaudhry G M. Reliability assessment for microgrid distribution systems based grid connected in saudi arabia [A].2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)[C].Calgary:IEEE,2020.2658-2662.

[5] Li L,Tao S,Xiao X,et al.Improved PV model and its application in reliability evaluation of microgrid[A].2016 China International Conference on Electricity Distribution [C].Xi'an:CICED,2016.1-6.

[6] 陈丽丽,牟龙华,许旭锋,等.储能装置运行策略及运行特性对微电网可靠性的影响[J].电力自动化设备,2017,37(7):70-76.

[7] Weng Z,Zhou J,Song X,et al.Reliability evaluation of PV-ESS microgrid system[A].2021 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)[C].Chengdu:IEEE,2021.853-857.

[8] Alzahrani A,Alharthi H,Khalid M.Optimal battery energy storage placement in highly PV -penetrated distribution networks [A].2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)[C].Washington D.C.:IEEE,2020.1-5.

[9] 孙元章,程林,何剑.电力系统运行可靠性理论[M].北京:清华大学出版社,2012.

[10] 苏傲雪,范明天,张祖平,等.配电系统元件故障率的估算方法研究 [J]. 电力系统保护与控制,2013,41(19):61-66.

[11] 宋晓通,翁志鹏,周京华,等.基于多态不确定性全时序仿真的微电网可靠性评估与规划[J].高电压技术,2020,46(5):1508-1517.

[12] Wu Jianzhang,Zheng Jianyong,Mei Fei,et al.Reliability evaluation method of distribution network considering the integration impact of distributed integrated energy system[J].Energy Reports,2022,13(8):422-432.

[13] Siregar Y,Pane Z,Kurniawa R.Analysis reliability of distribution network interconnected with distributed generation [A].2021 4th International Conference of Computer and Informatics Engineering [C].Depok:IEEE,2021.467-472.

[14] 岳大为,袁行行,赵文体,等.含电-氢系统的孤岛型交直流混合微电网可靠性评估[J].高电压技术,2021,47(11):4002-4012.

[15] 黄南天,郭玉,赵暄远.计及辐照区间划分的含光伏电源配电网源-荷联合场景生成[J].东北电力大学学报,2023,43(5):78-84.

[16] 赵斌,梁告,姜孟浩,等.光储系统并网功率波动平抑及储能优化配置[J].发电技术,2024,45(3):423-433.

[17] 郭宇刚. 计及源-荷不确定性直流配用电系统可靠性评估[D].太原:太原理工大学,2020.

[18] Billinton R,Jonnavithula S. A test system for teaching overall power system reliability assessment [J].IEEE Transactions on Power Systems,1996,4(11):1670-1676.

[19] 姚璐勤,王琦,李妍,等.计及设备损耗成本的含光储配电网分布式电压控制策略[J].电力工程技术,2023,42(6):52-63.

Reliability assessment of grid-connected microgrids considering time-to-failure correction for optical storage systems

Yue Dawei[1], Jiang Yi[2], Yang Mingzhe[1], Li Lianbing[1], Shang Yueyang[1], Zhang Shuailong[2]
(1.State Key Laboratory of Reliability and Intelligence of Electrical Equipment, Hebei University of Technology, Tianjin 300130, China; 2.School of Artificial Intelligence, Hebei University of Technology, Tianjin 300130, China)

Abstract: Accurate modeling of photovoltaic-energy storage systems (PV-ESS) is critical to analyzing the stability and reliability of grid-connected microgrid systems. Firstly, the system reliability assessment model is established, the fault repair time model and the component failure rate model of the optical storage system are refined, and the battery aging-aware charging/discharging model accounting for energy storage lifespan degradation is established. Secondly, the reliability indicators are defined and the load-shedding and islanding strategies are developed, and the reliability evaluation method of grid-connected microgrids considering the correction of the fault repair time model of the photovoltaic storage system is proposed based on the sequential Monte Carlo simulation method. Finally, the improved IEEE RBTS BUS6 F4 feeder is used as a validation system to compare and analyze the influence of the fault repair time correction model of the PV-ESS on the reliability of grid-connected microgrids. The results more accurately evaluate the microgrid reliability by accounting for practical repair processes within PV-ESS.

Keywords: PV; energy storage; grid-connected microgrid; fault repair time model correction; sequential Monte Carlo simulation method